



UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
FIRENZE

## FLORE

# Repository istituzionale dell'Università degli Studi di Firenze

### **La biomassa ad uso energetico: valutazione della sostenibilità economica di alcune filiere foresta-legno-energia in Toscana**

Questa è la Versione finale referata (Post print/Accepted manuscript) della seguente pubblicazione:

*Original Citation:*

La biomassa ad uso energetico: valutazione della sostenibilità economica di alcune filiere foresta-legno-energia in Toscana / Marinelli A.; Fagarazzi C.; Tirinnanzi A.. - In: ECONOMIA & DIRITTO AGROALIMENTARE. - ISSN 1826-0373. - STAMPA. - (2012), pp. 291-315.

*Availability:*

This version is available at: 2158/780342 since:

*Terms of use:*

Open Access

La pubblicazione è resa disponibile sotto le norme e i termini della licenza di deposito, secondo quanto stabilito dalla Policy per l'accesso aperto dell'Università degli Studi di Firenze (<https://www.sba.unifi.it/upload/policy-oa-2016-1.pdf>)

*Publisher copyright claim:*

(Article begins on next page)

1. Introduzione
2. Filiere ecologicamente ed economicamente efficienti: i casi di San Romano in Garfagnana e Fivizzano
3. Strumenti per valutare l'efficienza economica degli investimenti in impianti di teleriscaldamento o cogenerazione
4. I risultati economici degli impianti esaminati
5. Conclusioni

## La biomassa ad uso energetico: valutazione della sostenibilità economica di alcune filiere foresta-legno-energia in Toscana

Augusto Marinelli, Claudio Fagarazzi, Alessandro Tirinnanzi<sup>1</sup>

JEL: Q01, Q28, Q42

**ABSTRACT** *The objective of this work is to check the economic sustainability of some Tuscany forest-wood-energy chains. Furthermore, the aims of the study is to provide methodological support to the preliminary assessments to the structuring of these energy chains. The analysis focused on two types of chains of considerable interest: the chain of self-management and self-consumption, and the chain of self-management, self-consumption and heating sale. The study also examined the types of management and logistics solutions that these forest-energy chains have adopted to improve environmental and economic performance. The results have proved especially significant because it occurred on existing systems, on which measurements were carried out relatively to the costs of implementation and management. The results presented represent a part of overall results achieved during a France-Italy partnership project called BIOMASS.*

**SOMMARIO** *Il presente contributo persegue l'obiettivo di verificare la sostenibilità economica di alcune filiere foresta-*

<sup>1</sup> A. Marinelli, C. Fagarazzi, A. Tirinnanzi: Dipartimento di Economia, Ingegneria, Scienze e Tecnologie agrarie e forestali, DEISTAF, Università degli studi di Firenze. E-mail: [augusto.marinelli@unifi.it](mailto:augusto.marinelli@unifi.it); [claudio.fagarazzi@unifi.it](mailto:claudio.fagarazzi@unifi.it); [alessandro.tirinnanzi@unifi.it](mailto:alessandro.tirinnanzi@unifi.it). La versione definitiva dell'articolo è pervenuta in redazione l'8 maggio 2012.

*legno-energia presenti sul territorio toscano, cercando di fornire anche un supporto metodologico ai processi economico-valutativi propedeutici alla strutturazione di tali filiere. In particolare, l'analisi si è concentrata su due configurazioni di notevole interesse in termini di replicabilità e sostenibilità economico-finanziaria: la filiera di autogestione e autoconsumo e la filiera di autogestione, autoconsumo e vendita di calore. Lo studio ha anche esaminato le modalità di gestione e le soluzioni logistiche che tali filiere hanno adottato per garantire migliori performance economico-ambientali. I risultati economici si sono dimostrati significativi, soprattutto perché relativi a impianti preesistenti, con rilevazione puntuale dei costi di realizzazione e gestione. Le valutazioni esposte rappresentano una parte dei risultati conseguiti nel corso del progetto transfrontaliero Italia-Francia denominato BIOMASS.*

### 1. INTRODUZIONE

In ambito rurale, la legna da ardere rappresenta uno dei principali vettori termici, sia perché competitiva rispetto ai prezzi dei combustibili fossili (gasolio e GPL), sia perché la maggior parte delle aree montane non è ancora raggiunta dalla rete del gas metano. A tale assortimento energetico si sta progressivamente affiancando anche la produzione di cippato di legno utilizzato soprattutto in impianti di teleriscaldamento e cogenerazione (Regione Toscana 2010). La produzione di questo nuovo assortimento legnoso è stata fortemente incentivata dalle politiche regionali della Toscana che, grazie al Programma degli investimenti per la produzione di energia nelle aree rurali, al Programma straordinario degli investimenti del 2005 e ai diversi bandi del POR-Creo, hanno favorito la creazione di impianti di teleriscaldamento e di cogenerazione capaci di generare una domanda di cippato di legna in progressiva crescita.

Si tratta di una domanda localizzata soprattutto nelle aree montane svantaggiate, dove vivono oltre mezzo milione di persone, ovvero il 13% della popolazione regionale, in cui lo sviluppo della produzione congiunta di assortimenti tradizionali e cippato di legno, da destinarsi alla filiera foresta-legno-energia, potrebbe rappresentare un'importante forma di sviluppo locale (ISTAT 2007).

Sulla base di tali premesse, il presente contributo mira a verificare la sostenibilità economica di alcune filiere presenti sul territorio toscano, cercando di fornire anche un supporto metodologico ai processi economico-valutativi propedeutici alla strutturazione di una filiera foresta-legno-energia. In particolare, le esperienze illustrate nel presente contributo sono il risultato di due anni di attività di monitoraggio realizzate nell'ambito del progetto transfrontaliero BIOMASS<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> <<http://www.biomass-it-fr.eu>>.

È opportuno sottolineare che, a livello europeo, esistono molteplici esperienze sul settore bioenergetico forestale, ma si concentrano soprattutto sugli aspetti logistici, di mercato e regolatori, senza valutare in modo approfondito l'effettiva sostenibilità economica dei vari elementi che compongono la filiera. Fra le esperienze più rappresentative possiamo sicuramente annoverare i due progetti BiomassTradeCenter (I e II) e Agriforenergy II che perseguivano la crescita della filiera cippato-energia attraverso la realizzazione di piattaforme commerciali ed il potenziamento di strategie di marketing a supporto delle imprese coinvolte, nonché il progetto Woodheat Solutions, concentrato maggiormente sull'aspetto di qualità dei prodotti. Infine, a livello di bacino del Mediterraneo, possiamo ricordare il progetto Proforbiomed che promuove l'uso sostenibile delle biomasse forestali attraverso l'innovazione, non solo tecnologica, ma anche giuridica e normativa. Anche i contributi scientifici legati al settore sono molteplici, ma quelli connessi a processi di valutazione degli effetti e dell'efficienza economica sono prevalentemente legati a valutazioni degli aspetti macroeconomici indotti dall'attivazione della filiera (Krajnc, Domacb 2007), oppure, alla stima dei costi di esercizio di alcune attrezzature impiegate nella filiera (Balsari, Manzone 2010; Han et al. 2010).

In questo caso, lo studio ha invece esaminato sia le configurazioni gestionali e logistico-infrastrutturali di due filiere che hanno conseguito buone performance economico-ambientali, sia l'efficienza degli investimenti connessi alla realizzazione di tali filiere<sup>3</sup>. Le due realtà imprenditoriali illustrate in questo lavoro rappresentano esempi particolarmente interessanti in termini di replicabilità e sostenibilità economico-finanziaria.

## **2. FILIERE ECOLOGICAMENTE ED ECONOMICAMENTE EFFICIENTI: I CASI DI SAN ROMANO IN GARFAGNANA E FIVIZZANO**

Nell'ambito del progetto transnazionale BIOMASS, è stato possibile monitorare diverse tipologie di filiere foresta-legno-energia, sia italiane sia francesi<sup>4</sup>.

L'obiettivo del monitoraggio era verificare le scelte organizzative e le tecnologie proposte in ciascuna filiera, evidenziarne punti di forza e di debolezza e proporre adeguamenti, sulla base delle esperienze incrociate, così da migliorarne le performance energetiche e socio-economiche (Fagarazzi et al. 2012).

---

<sup>3</sup> Con specifico riferimento ad impianti di teleriscaldamento e alle strutture logistiche a supporto.

<sup>4</sup> Complessivamente sono state monitorate 14 filiere estremamente eterogenee fra loro. Le esigenze editoriali non permettono la loro esaustiva trattazione, per cui, per eventuali approfondimenti, rimandiamo alla consultazione del sito <<http://www.biomass-it-fr.eu>>.

Fra le filiere monitorate nell'area Toscana, due tipologie sono risultate particolarmente interessanti, sia per le performance economiche conseguite, sia perché rappresentano modelli organizzativi replicabili con maggiore facilità nel contesto territoriale di riferimento.

La prima tipologia è costituita da una filiera di autoconsumo, nella quale un Ente pubblico (l'ex Comunità Montana della Lunigiana CML), interessato a ridurre la propria spesa in energia termica, promuove la realizzazione di un impianto di teleriscaldamento alimentato con cippato proveniente dalle foreste demaniali che ha in gestione. In questo caso, tre attori della filiera (impresa di utilizzazione forestale, impresa di produzione energetica e utente finale), coincidono con la ex CML, mentre il quarto, l'impresa di produzione forestale (proprietà forestale), è rappresentata dal Demanio.

La seconda filiera è invece costituita da un'Amministrazione Pubblica (il Comune di S. Romano in Garfagnana) che, analogamente al caso precedente, decide sia di ridurre la spesa energetica delle strutture pubbliche, sia di vendere ai privati una quota parte dell'energia prodotta con l'impianto di teleriscaldamento a cippato. In questo caso, le imprese di produzione forestale e di utilizzazione forestale sono ben distinte, così come le utenze private finali, mentre l'impresa di produzione energetica coincide, in parte, con l'utente finale<sup>5</sup>.

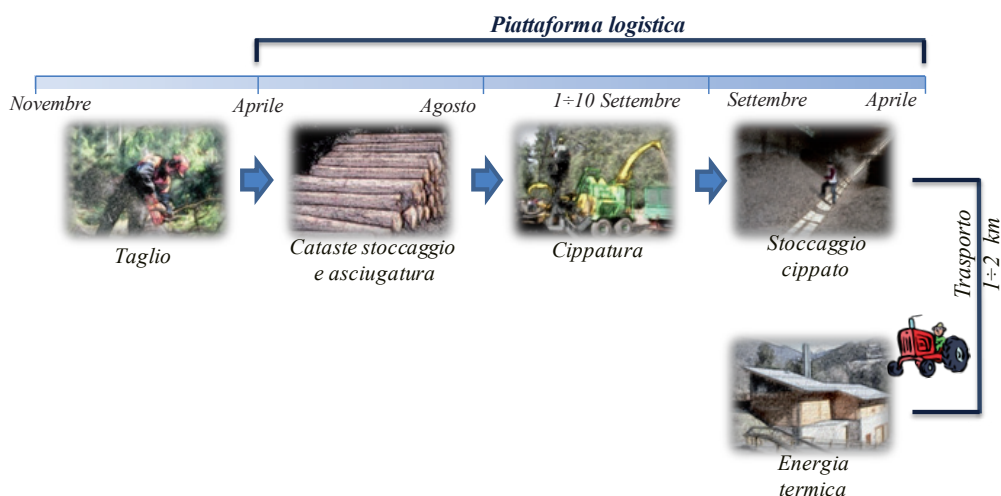
### ***2.1 La filiera di autogestione e autoconsumo: il caso della ex Comunità Montana della Lunigiana***

Il cippato impiegato in questa filiera proviene da soprassuoli situati a distanze variabili tra i 5 e i 50 km dall'impianto di teleriscaldamento, sui quali l'ex Comunità Montana effettua interventi di miglioramento come diradamenti e sfolli. I prodotti derivati da tali interventi vengono accumulati in cataste presso una piattaforma logistica (AA.VV. 2006), situata a soli 1,8 km di distanza dall'impianto termico (Figura 1). Gli interventi in bosco, per la produzione del tondame, sono effettuati nel periodo invernale e primaverile e i prodotti sono poi stoccati per tutta la stagione estiva sul piazzale della piattaforma logistica. In tale periodo si verifica una asciugatura della biomassa che, sulla base di rilevazioni dirette con campionatura delle biomasse, permette di ridurre il contenuto idrico (CI) dal 45-50% iniziale, al 25-30% rilevato a settembre, prima della cippatura. La cippatura è eseguita da contoterzista, i primi di settembre di ogni anno, il cippato realizzato è direttamente stoccato all'interno di un capannone presente nella piattaforma logistica. L'impianto termico è di piccole dimensioni (220 KW) e riscalda la sede dell'ex CML, una scuola materna e una sede della pubblica assistenza (sempre di proprietà pubblica), per complessivi 6.300 mc. L'accensione avviene nel solo periodo invernale e il rendimento energetico medio annuo dell'impianto è pari a circa il 65%.

---

<sup>5</sup> Il Comune è infatti sia produttore sia consumatore di energia.

**Fig. 1 – Schema cronologico delle attività di filiera e struttura della filiera di Fivizzano**



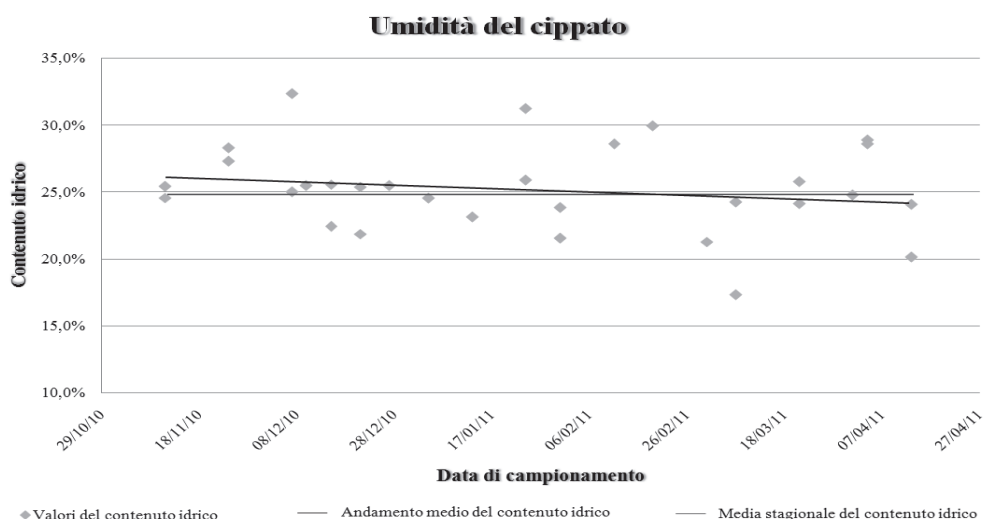
I punti di forza di questa filiera di autoconsumo sono sicuramente rappresentati da:

- ottimizzazione dell'organizzazione logistica e cronologica delle attività, tale da garantire un combustibile di ottima qualità (CI molto basso) e pezzatura ottima (P45);
- realizzazione di piattaforma logistica (con piazzale e capannone) a servizio dell'impianto;
- sicurezza di approvvigionamento del cippato, perché effettuata completamente in autonomia;
- completa autonomia rispetto a qualsiasi dinamica del mercato del cippato;
- gestione in proprio dell'impianto termico.

La buona organizzazione logistica, è verificabile anche analizzando le dinamiche del CI dei campioni di cippato (Figura 2). Su 30 campioni<sup>6</sup>, solo 2 presentano CI leggermente superiore alla soglia del 30%, ritenuta convenzionalmente la soglia di CI capace di garantire il buon funzionamento degli impianti termici a cippato. In tutti gli altri casi siamo ben al di sotto. Inoltre, dall'esame della figura 2 è chiaro anche il fenomeno di asciugatura cui va incontro il cippato nella fase di stoccaggio in capannone.

<sup>6</sup> Ciascuna rilevazione illustrata in figura 2 rappresenta il CI medio di 3 campioni prelevati in diverse parti dei cumuli di cippato.

**Fig. 2 – Contenuto idrico del cippato dell'impianto situato nel comune di Fivizzano.**  
**Contenuto idrico medio: 24,4%**



## ***2.2 La filiera mista di autogestione, autoconsumo e parziale vendita dell'energia: il caso del Comune di San Romano in Garfagnana***

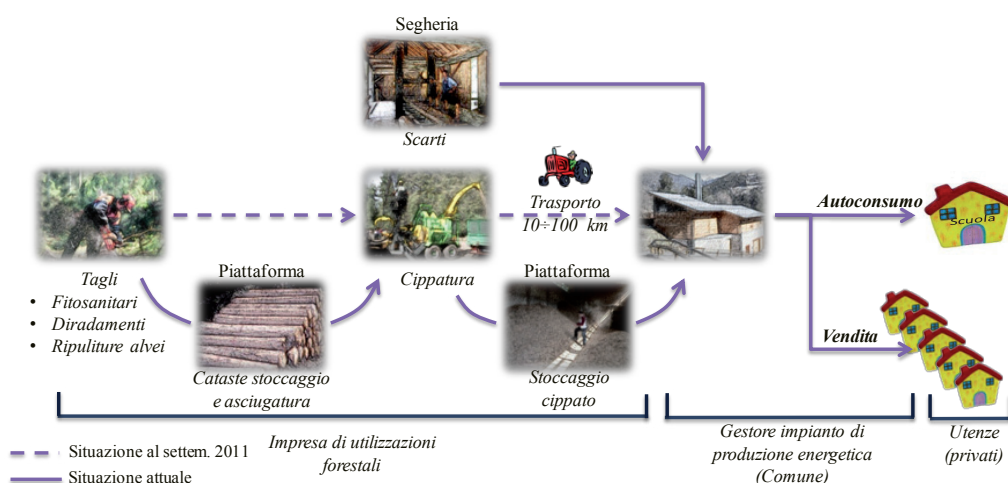
In questa filiera, la produzione del cippato è originata da due fonti: tagli fitosanitari delle pinete litoranee di Pisa e diradamenti e ripuliture di alvei dell'area garfagnina; scarti legnosi saltuariamente forniti da una segheria (Figura 3). Fino al marzo 2011, l'organizzazione dell'impresa di utilizzazioni boschive non prevedeva il passaggio del materiale attraverso una piattaforma logistica vera e propria, ma solo lo stoccaggio delle cataste sul territorio e la cippatura on demand durante la stagione invernale. Questa organizzazione originava situazioni preoccupanti in termini di qualità del cippato, che presentava CI anche superiori al 55% (Figura 4).

Con l'introduzione delle attività di monitoraggio, previste dal progetto BIOMASS, avviate nel settembre 2010, si è assistito ad una notevole sensibilizzazione rispetto a tale parametro qualitativo del combustibile, soprattutto da parte dei gestori degli impianti termici. In particolare, a seguito della diffusione dei risultati, avvenuta nel febbraio 2011, in merito ai livelli di CI del cippato e dei corrispondenti prezzi equivalenti del cippato (Tab. 1)<sup>7</sup>, le esigenze del committente (Comune), si sono fatte molto più stringenti, inducendo

<sup>7</sup> A titolo esemplificativo, nel caso in cui gli accordi verbali stabiliscano un prezzo del cippato pari a 62 €/t s.f. con contenuto idrico pari al 30%, se la fornitura presenta un CI del 40%, significa pagare un "prezzo

un processo virtuoso anche nei confronti delle imprese di utilizzazioni forestali che si sono organizzate con una piattaforma logistica di stoccaggio (Figura 3). Il CI è quindi passato da livelli prossimi al 60%, a livelli inferiori al 30% (Figura 4).

**Fig. 3 – Struttura della filiera di San Romano in Garfagnana**



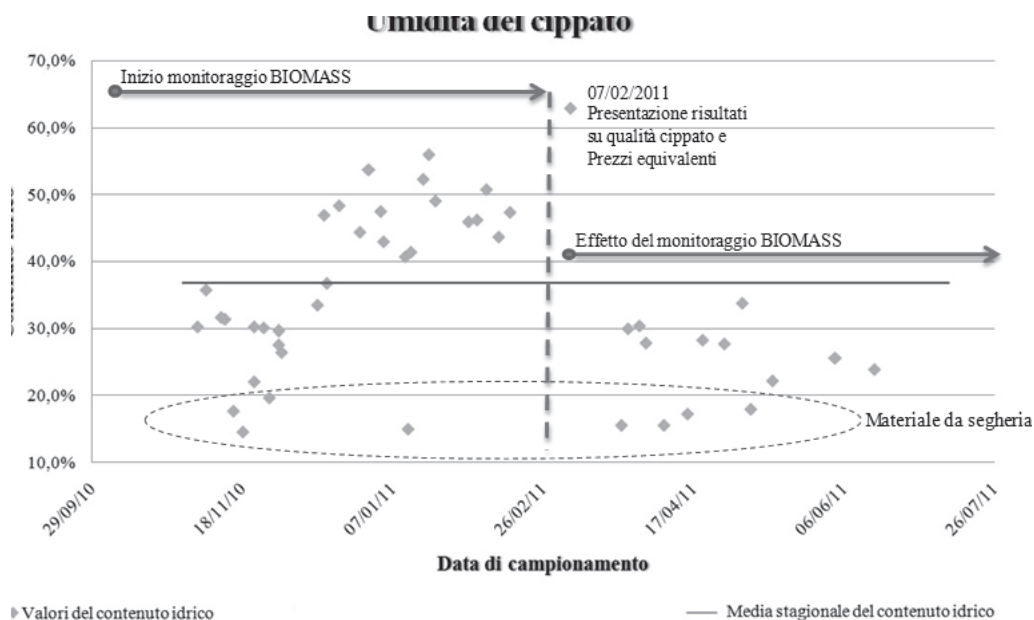
Relativamente all'organizzazione della filiera, ricordiamo che l'impresa di produzione energetica coincide con l'amministrazione comunale che impiega il calore per riscaldare utenze pubbliche: il municipio, la biblioteca, l'asilo, la scuola materna e la scuola elementare, cui si aggiungono altre 51 utenze private. In questo caso, l'impianto è costituito da due caldaie di 500 e 320 KW di potenza, utilizzate sia per il periodo invernale, sia per il periodo estivo per la produzione di acqua sanitaria. Il consumo medio annuo di cippato si attesta, attualmente, a circa 600 t s.f., ma con il progressivo ampliamento delle utenze, che raggiungeranno le 80 unità, è prevedibile un consumo di circa 800 t s.f./anno. Il rendimento energetico, su base annua, supera il 77%.

Il gestore (Comune) effettua la vendita dell'energia alle utenze private a un prezzo estremamente vantaggioso, poiché pari a 45 €/MWh più iva al 10%, cui deve essere aggiunto il

equivalente" del cippato pari a 74,82 €/t s.f. con CI 30%. Questo perché il potere calorifico del cippato con CI=40% è pari a 2,81 MWh/t s.f., rispetto ai 3,4 MWh/t s.f. del cippato con CI=30% (Hellrig et al. 2001). In altre parole, per generare la stessa energia, devo acquistare circa il 20% in più di cippato.



**Fig. 4 – Contenuto idrico del cippato dell'impianto situato nel comune di San Romano in Garfagnana. CI medio prima del 07/02/2011 38%; CI medio dopo il 07/02/2011 27,1%**



credito d'imposta<sup>8</sup>. È subito chiaro che il vantaggio economico per le utenze è consistente, poiché molto inferiore rispetto ai costi energetici dei combustibili fossili che, nel caso del gasolio e del GPL, si attestano attualmente attorno ai 120-150 €/MWh.

### 3. STRUMENTI PER VALUTARE L'EFFICIENZA ECONOMICA DEGLI INVESTIMENTI IN IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO O COGENERAZIONE

Obiettivo del presente lavoro è dimostrare la sostenibilità economica della filiera e fornire anche un supporto metodologico ai processi decisionali propedeutici alla strutturazione di una filiera foresta-legno-energia.

Dal punto di vista metodologico, la valutazione dell'efficienza economica degli impianti termici alimentati a biomasse legnose è spesso oggetto di controverse interpretazioni,

<sup>8</sup> Pari a 25,82 €/MWh ai sensi della Legge 448/98 art. 8 c. 10 lett. F e successive modifiche L. 354/00 art. 4 c. 4bis. Complessivamente la vendita di 1 MWh, genera quindi un ricavo di circa 75 euro.

**Tab. 1 – Prezzo equivalente del cippato in relazione alla variazione di CI**

Contenuto idrico	Contenuto energetico cippato MWh/t s.f.	Prezzo teorico della biomassa €/t s.f. M30	Prezzo equivalente energia €/MWh	Prezzo equivalente del cippato €/t s.f. eq. M30
1 t cippato M30	3,40	62	18,25	62,00
1 t cippato M35	3,11	62	19,96	67,81
1 t cippato M40	2,81	62	22,03	74,82
1 t cippato M45	2,52	62	24,57	83,45
1 t cippato M50	2,23	62	27,77	94,34
1 t cippato M55	1,94	62	31,94	108,48

soprattutto perché non esiste un approccio valutativo omogeneo che renda comparabili i risultati economici di un impianto rispetto a un altro. La disomogeneità delle valutazioni è frequente, investimenti diversi, infrastrutture diverse, organizzazione diversa, talvolta durata diversa degli investimenti, costi del combustibile diversi e non omogeneo computo di tutte le voci di costo.

Per tale ragione, in questo paragrafo illustriamo brevemente i principali indicatori utilizzabili per le valutazioni degli investimenti, fornendo anche brevi indicazioni in merito all'interpretazione dei risultati.

L'approccio proposto fa riferimento a un'ottica strettamente contabile-finanziaria, capace di fornire risultati che possono supportare le difficili scelte gestionali delle PP.AA.<sup>9</sup>.

### **3.1 Il flusso di cassa e il valore attuale dei costi - VAC**

La realizzazione di un impianto a biomassa solida comporta sempre investimenti iniziali di entità superiore rispetto a quelli di un analogo impianto alimentato a gasolio o GPL.

Valutare l'efficienza economica di tale investimento significa, quindi, dimostrare che i maggiori costi iniziali saranno compensati da una riduzione dei futuri costi di gestione dell'impianto termico a biomassa solida.

Per tale ragione, la valutazione di efficienza di un investimento in un impianto di teleriscaldamento deve necessariamente basarsi su una comparazione del flusso dei costi attualizzati relativi all'impianto a biomassa legnosa, rispetto al flusso dei costi attualizzati che avremmo dovuto sostenere se avessimo realizzato un impianto analogo alimentato a combustibili fossili (es. gasolio) (Fagarazzi, Bernetti 2008).

<sup>9</sup> I costi presi in considerazione fanno quindi riferimento ai soli costi espliciti.

Dobbiamo quindi comparare il valore attuale dei costi (VAC) connessi all'investimento in impianto a rinnovabili rispetto al VAC di un equivalente impianto termico a combustibili fossili.

Formalmente avremo:

$$\Delta VAC = VAC^R - VAC^F = \sum_{t=0}^n \frac{C_t^R}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t^F}{(1+r)^t} \quad (1)$$

dove  $C_t^R$  e  $C_t^F$  rappresentano, rispettivamente, i costi totali annui sostenuti all'anno  $t$ -esimo per l'impianto a energie rinnovabili ( $R$ ) e per l'impianto a combustibili fossili ( $F$ );  $n$  rappresenta la durata dell'investimento<sup>10</sup> ed  $r$  è il saggio di interesse, o tasso di sconto<sup>11</sup>.

Tanto maggiore sarà questo valore differenziale, tanto più vantaggioso sarà l'investimento effettuato per realizzare l'impianto di teleriscaldamento o cogenerazione alimentato a biomassa legnosa.

### 3.2 Il saggio di rendimento interno - SRI

Per una esaustiva valutazione di efficienza dell'investimento, oltre al calcolo del ( $\Delta VAC$ ), è opportuno stimare anche il saggio di rendimento interno (SRI) che, nel caso specifico, sarà rappresentato dal tasso di attualizzazione che renderà pari a zero il  $\Delta VAC$ .

Molto spesso, la valutazione di tale parametro non è correttamente interpretata dagli investitori che ne intuiscano il significato generale, ma non la corretta interpretazione rispetto al proprio profilo imprenditoriale. Esso rappresenta, infatti, il costo massimo del capitale, senza che venga meno la convenienza economica dell'investimento<sup>12</sup>. Nel caso specifico, quindi, le PP.AA. interessate alla realizzazione di una rete di teleriscaldamento per la propria comunità possono interpretare tale risultato in tre diverse modalità, in relazione a chi è il detentore del capitale:

<sup>10</sup> La durata dell'investimento  $n$  è prudenzialmente ipotizzabile pari a quindici anni, pur sapendo che il periodo medio di vita di impianti termici alimentati a cippato di legna arriva a superare i 20 anni.

<sup>11</sup> Nel caso specifico è pari a un tasso reale del 2,25% derivato dalla differenza tra la media dei tassi applicati negli ultimi 3 anni dalla Cassa Depositi per i fidi ventennali accesi da una delle PP.AA. esaminate e la media dei tassi di inflazione verificatisi nello stesso periodo.

<sup>12</sup> In altre parole, rappresenta il massimo interesse che posso pagare sul capitale anticipato (leggi prestito) senza che venga meno la convenienza economica dell'investimento. L'investimento ha, infatti, convenienza economica finché il suo rendimento annuo (in %) è maggiore rispetto al suo costo relativo.

1. nel caso in cui la PPA.A. faccia ricorso a un finanziamento, l'SRI dovrà essere necessariamente superiore al tasso che viene applicato dalla società finanziaria. In tal modo il costo del capitale investito sarà inferiore rispetto ai risparmi conseguiti con la sostituzione dell'impianto termico tradizionale con quello alimentato a cippato;
2. analogamente, l'SRI rappresenta anche il massimo costo del capitale investito, ovvero il massimo saggio applicabile dalla società finanziaria, tale da garantire l'uguaglianza tra i costi del capitale investito e i risparmi conseguiti con l'investimento in impianto termico alimentato a cippato<sup>13</sup>;
3. nel caso in cui la PPA.A. non faccia ricorso ad un finanziamento, ma impieghi capitale proprio, la valutazione è allora riconducibile ad una scelta fra investimenti alternativi. In questo caso l'SRI dovrà essere superiore al saggio dell'investimento alternativo, ovvero superiore al rendimento annuo che garantiva prima tale capitale<sup>14</sup>.

### 3.3 Il tempo di ritorno (o pay-back period)

Per una corretta applicazione dell'analisi degli investimenti in impianti di teleriscaldamento a biomassa, è opportuno stimare anche il tempo di ritorno dell'investimento. Si tratta di un indicatore molto usato in tutte le valutazioni di convenienza di un investimento, la cui interpretazione è piuttosto semplice e intuitiva, in quanto esso risponde alla domanda: fra quanto tempo recupererò l'investimento iniziale?

Il pay-back period (PBP), infatti, non è altro che il numero di periodi (anni) necessari affinché i flussi di cassa netti cumulati eguagliino l'investimento iniziale.

Nel caso specifico, l'investimento iniziale  $C_0$  è rappresentato dai maggiori costi che è necessario sostenere per installare un impianto di teleriscaldamento alimentato a combustibile legnoso, al posto di un impianto a combustibile fossile; i flussi di cassa cumulati che si verificano ogni anno sono rappresentati dai risparmi netti che è possibile conseguire sui costi di gestione grazie all'introduzione di un impianto alimentato con cippato (Fagarazzi, Bernetti 2008).

In questo caso, il PBP coincide con il momento  $\pi$  in cui il valore attuale dei costi dell'impianto a energia rinnovabile ( $VAC^R$ ) uguaglia il valore attuale dei costi dell'impianto a combustibili fossili ( $VAC^F$ ), ovvero, la somma cumulata dei  $\Delta VAC$  è pari a zero, formalmente:

<sup>13</sup> In questa condizione avremo indifferenza nell'investire in un impianto termico alimentato a combustibili fossili rispetto a uno alimentato a cippato.

<sup>14</sup> Ovviamente, i due investimenti alternativi per poter essere comparati dovrebbero avere durata simile (nel caso di queste tecnologie è correntemente ipotizzato un ciclo di vita di circa 15 anni) e rischio comparabile.

$$\Delta VAC = VAC^R - VAC^F = \sum_{t=0}^{\pi} \frac{C_t^R}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^{\pi} \frac{C_t^F}{(1+r)^t} = 0 \quad (2)$$

dove  $\pi$  = numero di anni necessari per recuperare l'investimento iniziale

Poiché il PBP permette di valutare in quanto tempo (anni) saranno recuperati i maggiori costi iniziali, questo indicatore è classificabile come un indicatore di "rischio" e non di rendimento. È quindi utile per impostare una strategia di investimento tesa alla minimizzazione dei rischi. Quanto più tempo viene lasciato il capitale investito ( $C_0$ ) in una certa attività, tanto più saremo esposti a eventuali rischi di fallimento, per cui il PBP deve essere più basso possibile<sup>15</sup>.

### 3.4 Il prezzo di Break Even Point (*Pbep*) del legno cippato.

Il prezzo di break even point (*Pbep*) del cippato rappresenta un parametro importante per verificare la sostenibilità dell'intera filiera foresta-legno-energia nel lungo periodo. Nel caso specifico, il *Pbep* delle biomasse (cippato) è rappresentato dal prezzo che consente di eguagliare il flusso dei costi annui attualizzati derivati dall'investimento in impianti termici alimentati a biomassa (legno cippato) con il flusso dei costi annui attualizzati derivati dall'investimento in impianti termici alimentati a combustibili fossili (gasolio o metano), considerando un determinato saggio di sconto<sup>16</sup>. Formalmente è il prezzo  $p$  che determina la seguente equazione:

$$\Delta VAC_{(p)} = VAC_{(p)}^R - VAC^F = 0 \quad (3)$$

con  $p$  prezzo del cippato legnoso di origine forestale.

Esso corrisponde al prezzo massimo del combustibile legnoso che l'impresa di produzione energetica può sostenere, pur garantendo la convenienza economica dell'investimento.

L'analisi del *Pbep* permette anche la verifica della sostenibilità economica della filiera, in relazione ai costi di produzione unitari del cippato e ai corrispondenti margini di sicurezza rispetto al prezzo.

<sup>15</sup> Di solito, ogni impresa definisce un limite temporale (cutoff period) entro il quale "deve rientrare dell'investimento". Il PBP permette di capire se vale la pena investire in tale settore. I difetti di questo indicatore sono riconducibili al fatto che non considera i flussi conseguiti nei periodi successivi al PBP e al fatto che non considera l'entità del capitale investito. Il PBP ha però il vantaggio di essere calcolabile con relativa semplicità e di poter essere facilmente interpretato anche dai non addetti ai lavori.

<sup>16</sup> Ricordiamo che, nel caso specifico, è pari a un tasso reale del 2,25%.

In particolare, sulla base dei costi di produzione unitari del cippato ( $c$ ) delle imprese di utilizzazione forestale, del prezzo di mercato del cippato ( $Pm$ ) e del prezzo di break even point del cippato ( $Pbep$ ) delle imprese di produzione energetica è possibile definire due margini di sicurezza rispetto al prezzo di mercato (equazione 4) utili a verificare la sostenibilità economica della filiera foresta-legno-energia.

$$\begin{array}{ccc}
 c & \rightarrow & Pm & \rightarrow & Pbep \\
 \underbrace{\hspace{1.5cm}} & & \underbrace{\hspace{1.5cm}} & & \\
 Pm - c & & Pbep - Pm & & \\
 \hline
 Pm & & Pm & & \\
 \downarrow & & \downarrow & & \\
 Ms_1 & & Ms_2 & & 
 \end{array} \tag{4}$$

con:

$c$  = costo di produzione unitario del cippato per l'impresa di utilizzazione forestale,

$Pm$  = prezzo di mercato del cippato,

$Pbep$  = prezzo di break even point del cippato per l'impresa di produzione energetica,

$Ms_1$  = margine di sicurezza rispetto al prezzo del cippato per l'impresa di utilizzazione forestale,

$Ms_2$  = margine di sicurezza rispetto al prezzo del cippato per l'impresa di produzione energetica.

$Ms_1$  indica, in percentuale, la diminuzione massima del prezzo di mercato del cippato capace di garantire comunque la copertura dei costi di produzione del cippato per l'impresa di utilizzazione forestale;  $Ms_2$  indica, invece, in percentuale, l'incremento massimo del prezzo di mercato del cippato capace di garantire comunque la copertura dei costi di produzione dell'impresa di produzione energetica (termica o elettrica o termo-elettrica). È evidente che maggiori sono i margini di sicurezza dei due operatori della filiera, maggiori sono le garanzie di sostenibilità economica di lungo periodo della filiera.

Per garantire ciò è, quindi, necessario che vi sia la massima differenza assoluta tra  $c$  e  $Pbep$ . Questo è l'aspetto determinante che può garantire la sopravvivenza di lungo periodo delle filiere foresta-legno-energia che si traduce, per entrambi gli operatori, nel garantire la massima efficienza tecnica delle attività produttive.

### ***3.5 L'approccio del costo pieno per la valutazione dell'efficienza economica di filiere miste con autogestione, autoconsumo e parziale vendita dell'energia: il caso del Comune di San Romano***

Nel caso del Comune di San Romano, l'impresa energetica non produce per il solo autoconsumo, ma effettua anche la vendita di parte dell'energia. In tale configurazione, la valutazione complessiva dell'investimento non è esaustiva, poiché non permette la verifica della sostenibilità economica legata alla vendita di energia. È, infatti, necessario capire se il prezzo di vendita dell'energia è compatibile con i costi di produzione unitari, così come è necessario capire se la quantità di energia venduta<sup>17</sup>, e quindi la quantità di utenze allacciate sono sufficienti a coprire i costi di produzione (Fagarazzi et al. 2011).

Per verificare tali aspetti, è indispensabile stimare l'entità dei costi direttamente imputabili alla linea di produzione "vendita di energia". Per fare ciò, è stato fatto riferimento all'approccio analitico della contabilità operativa. Si tratta di valutazioni largamente impiegate dalle imprese multi prodotto, ma che non trovano riscontro nelle valutazioni legate alla filiera biomasse-energia.

Nel nostro caso, potremmo, infatti, assimilare l'impresa di produzione energetica (il Comune) a un'azienda che realizza due tipi di prodotto:

- l'energia per autoconsumo (da destinare alle strutture pubbliche);
- l'energia per la vendita (da destinare ai privati).

Per studiare gli elementi di costo rispetto ai due prodotti energetici, è possibile far riferimento al c.d. metodo del costo pieno (o full costing) per la stima dei costi di produzione unitari (Fagarazzi 2007)<sup>18</sup>.

Nel caso in esame, è stato necessario capire come attribuire i costi di investimento iniziali, i costi di manutenzione, quelli di gestione amministrativa, ecc. alle due linee produttive<sup>19</sup>.

La modalità di attribuzione dei costi che sembra più coerente è quella di attribuirli secondo il criterio della quantità di prodotto, stante l'ipotesi che l'entità dei fattori produttivi

---

<sup>17</sup> A parità di prezzo.

<sup>18</sup> Lo studio del costo pieno si basa sulla classificazione dei costi in:

- diretti, ovvero quelli direttamente connessi alla realizzazione del prodotto (es. combustibile);
- indiretti, cioè i costi legati a fattori produttivi impiegati congiuntamente per entrambi i prodotti (es. costi di ammortamento dei materiali, costi amministrativi ecc.).

<sup>19</sup> Mentre risulta agevole attribuire i costi diretti ai prodotti, perché imputati in ragione delle quantità di fattori produttivi impiegati, quelli indiretti (amministrazione ecc.) possono essere attribuiti secondo diversi criteri, es. valore di vendita dei prodotti venduti, costo di produzione, quantità prodotte ecc.

impiegati è proporzionale alla quantità dei prodotti (energia) realizzati da ciascuna linea produttiva (Figura 5)<sup>20</sup>. In tal modo sono stimabili sia gli investimenti iniziali delle due linee produttive, sia i relativi costi di gestione.

A questo punto è possibile procedere alla valutazione di efficienza delle due linee produttive: quella di “autoconsumo”, stimata attraverso gli indicatori  $\Delta VAC$ ,  $SIR$ , Tempo di ritorno e  $P_{bep}$  e la linea “vendita energetica”, stimata con indicatori quali  $VAN$ ,  $SIR$ , Tempo di ritorno e  $P_{bep}$ .

Nel caso del Comune di San Romano, si è però verificata una condizione tipica di questa tipologia di impianti: le utenze private non si sono allacciate tutte al momento della realizzazione dell'impianto, ma in tempi diversi<sup>21</sup>. È stato quindi necessario considerare le modificazioni dei costi che si sono verificate nei diversi periodi secondo le proporzioni produttive illustrate in figura 5.

**Fig. 5 – Ripartizione dei costi diretti e indiretti in relazione all'entità della produzione energetica delle linee produttive “autoconsumo” e “vendita”**

	Impianto produzione energia	
	Energia per Autoconsumo	Energia per vendita
SCENARIO 2009/2010 40 utenze	36,8%	63,2%
SCENARIO dal 2011/2012 51 utenze	31,4%	68,6%
SCENARIO dal 2012/2013 80 utenze	22,5%	77,5%

<sup>20</sup> In pratica, è come se l'impianto di teleriscaldamento fosse diviso in due parti, di dimensioni proporzionali all'entità delle produzioni energetiche delle due linee produttive.

<sup>21</sup> 40 utenze al momento della realizzazione, altre 11 al terzo anno e altre 29 sono previste al 4 anno, per 80 utenze complessive.



## **4. I RISULTATI ECONOMICI DEGLI IMPIANTI ESAMINATI<sup>22</sup>**

### ***4.1 Impianto di produzione energetica di Fivizzano***

Si tratta di un investimento di entità pari a 142.999 euro sostenuto dalla ex Comunità Montana della Lunigiana con fondi propri<sup>23</sup>. I parametri caratterizzanti sono i seguenti:

- Vita utile impianto: 15 anni
- Saggio di attualizzazione applicato: 2,25%
- Costo di produzione del cippato: 43,50 €/t (solo costi espliciti)
- Consumo medio annuo del cippato: 72 t s.f./anno
- Contenuto idrico medio: 24 %
- Energia immessa nell'impianto con il cippato: 271 MWh/anno
- Rendimento d'impianto anno 2010/2011: 64,94 %
- Contenuto energetico medio cippato: 3,75 MWh/t s.f.

Un primo risultato emerso dalle attività di monitoraggio è la rilevante entità dei costi legati al consumo di energia elettrica (2.059 €/anno) che rappresentano oltre il 65% dei costi di acquisto del cippato (3.147 euro/anno) (Tab. 2).

L'altro rilevante aspetto economico è l'elevata efficienza dell'investimento. In questo caso, l'approccio comparativo tra investimenti alternativi ( $\Delta VAC$ ) ha stimato un risparmio attualizzato di ben 190.836 euro, nei 15 anni di vita dell'impianto, cui corrisponde un SRI di oltre il 61% e un tempo di ritorno dell'investimento di appena 2 anni (Tabb. 3 e 4).

Si tratta quindi di un investimento estremamente efficiente che, nei 6 anni di attività, ha già fatto risparmiare alla PPAA. 52.974 euro.

### ***4.2 Impianto di produzione energetica di San Romano in Garfagnana***

In questo caso, la valutazione di efficienza economica è stata eseguita separatamente per le due linee produttive. Per valutare la linea "autoconsumo", sono stati esaminati i flussi dei costi annui attualizzati derivati dall'investimento del Comune nell'impianto di teleri-

---

<sup>22</sup> I risultati del presente studio si basano su dati rilevati presso gli impianti di teleriscaldamento nel periodo settembre 2010-dicembre 2011.

<sup>23</sup> Cofinanziato dalla Regione Toscana sulla base di accordo volontario settoriale D.G.R.882/2005 per 36.000 euro. Non sono presenti investimenti legati alla realizzazione della piattaforma, poiché era già nelle disponibilità della ex CML prima della realizzazione dell'impianto.

**Tab. 2 – Costi di investimento e gestione dell'impianto di teleriscaldamento**

<b>Costi totali di gestione considerando anche la piattaforma logistica (con soli costi espliciti)</b>		
<b>Voce di costo</b>	<b>Costi di gestione annui (€)</b>	<b>Costi di gestione con finanziamento Regione 25% (€)</b>
Manutenzione ordinaria (*) (€/anno)	1.979	1.979
Manutenzione straordinaria (*) (€/anno)	423	423
Acquisto cippato (€/anno)	3.147	3.147
Costo dell'energia elettrica (€/anno)	2.059	2.059
Interessi su capitali (€/anno)	715	535
<b>TOTALE (€)</b>	<b>8.324</b>	<b>8.144</b>

(\*) Include le spese esplicite per la piattaforma logistica.

**Tab. 3 – Costi di installazione e gestione dell'impianto alternativo a gasolio**

<b>Costi totali di realizzazione dell'impianto alternativo a Gasolio</b>	
<b>Voce di costo</b>	<b>Costi di realizzazione impianti (€)</b>
Caldaia e accessori impianto, Vano centrale term. e stocc. cippato, Rete di teleriscaldamento, Installazione e servizi di ingegneria	78.649
<b>TOTALE (€)</b>	<b>78.649</b>
<b>Costi totali di gestione dell'impianto a Gasolio</b>	
<b>Voce di costo</b>	<b>Costi di gestione annui (€/anno)</b>
Manutenzione ordinaria	1.089
Manutenzione straordinaria	233
Acquisto del gasolio	22.058
Costo dell'energia elettrica €/KWhel)	1.750
Interessi su capitali (€/anno)	393
<b>TOTALE (€)</b>	<b>25.523</b>

**Tab. 4– Indici di efficienza finanziaria dell'investimento**

	<b>Indici di efficienza finanziaria con "solo autoconsumo"</b>	
	<b>senza finanziamento iniziale</b>	<b>con finanziamento della Regione del 25%</b>
Tempo di ritorno (anni)	4	2
$\Delta VAC$ (€)	152.566	190.836
Saggio di Rendimento Interno (%)	25,9%	61,3%
Prezzo di BEP del cippato (€/t s.f.)	-	-
Risparmio medio annuo	12.097	15.131

scaldamento<sup>24</sup> con il flusso dei costi annui attualizzati derivati da analogo investimento in impianto di teleriscaldamento alimentato a combustibili fossili (gasolio o metano); mentre, per valutare la linea “vendita calore”, sono stati comparati il flusso dei costi annui attualizzati derivati dall’investimento del Comune nell’impianto di teleriscaldamento<sup>25</sup> con i ricavi ottenuti dalla vendita dell’energia<sup>26</sup>.

Inoltre, sono state eseguite due valutazioni: la prima, ipotizzando il mantenimento della situazione attuale, ovvero 40 utenze per i primi due anni e le 51 utenze attuali per i successivi 13 anni; la seconda, ipotizzando che, dall’inverno 2012/2013, si raggiungano le 80 utenze previste in fase progettuale.

Passando a esaminare l’investimento realizzato dal Comune di San Romano, constatiamo che l’entità è stata pari a 684.450 euro<sup>27</sup>, mentre i parametri caratterizzanti la valutazione dell’investimento sono:

- Vita utile impianto: 15 anni
- Saggio di attualizzazione applicato: 2,25%
- Tasso interesse ponderato delle rate mutui 20 anni attivati con CDP: 4,803%
- Quota interessi mutui ventennali ricalcolata su 15 anni di vita utile dell’impianto
- Prezzo di acquisto del cippato: 56,5 euro + iva
- Consumo medio annuo del cippato 2010/2011: 532 t s.f./anno
- Consumo stimato di cippato per l’anno 2011/2012: 624 t s.f./anno
- Contenuto idrico medio cippato: 38,7 %
- Energia immessa nell’impianto con il cippato M38 2010/2011: 1.538 MWh/anno
- Energia generata anno 2010/2011: 1.184,84 MWh/anno
- Energia stimata prodotta nell’inverno 2011/2012: 1.391 MWh/anno
- Rendimento d’impianto 2010/2011: 77,06 %
- Prezzo di vendita dell’energia termica: 75 €/MWh (incluso credito d’imposta<sup>28</sup>)
- Energia venduta anno 2010/2011: 749 MWh
- Energia termica autoconsumata da strutture pubbliche: 436 MWh/anno

<sup>24</sup> Per la sola quota parte relativa all’autoconsumo.

<sup>25</sup> Per la sola quota parte relativa alla vendita energetica

<sup>26</sup> Dall’indagine condotta presso tutte le utenze, emerge che i consumi energetici attuali degli edifici pubblici sono quasi raddoppiati (+93%) rispetto alla situazione ex-ante, mentre quelli delle utenze private sono aumentati del 22,5%. I risultati sono, quindi, assolutamente cautelativi, poiché non valutano questo incremento di energia utile prodotta dal nuovo impianto. Per valutare in modo omogeneo tale aspetto, sono stati stimati i “risparmi medi annui”, che sarebbero stati conseguiti se, anche nella condizione ex-ante, fosse stata realizzata l’attuale produzione energetica.

<sup>27</sup> Parzialmente cofinanziato dalla Regione Toscana con il Programma straordinario degli investimenti (2005) e con bando POR-Creo per un importo complessivo di 254.000 euro.

<sup>28</sup> Pari a 25,82 €/MWh (ai sensi della L.448/98 art. 8 c.10 lett.F e successive modifiche, L.354/00 art.4 c.4 bis).

- Fatturato vendita energia 2010/2011: 56.395 €/anno
- Fatturato stimato vendita energia per l'anno in corso (2011/2012): 71.598 €/anno

Nelle tabelle 5 e 6, sono illustrati i costi imputabili alle due linee di produzione secondo l'approccio full costing, nell'ipotesi che si mantengano costanti le 51 utenze private già allacciate. La situazione attuale è rappresentata dalle colonne costi di realizzazione e di gestione con finanziamento della Regione al 37%<sup>29</sup>.

Anche in questo caso è possibile constatare che la spesa annua per l'energia elettrica (Tabb. 5 e 6) è molto rilevante (9.180 euro complessivi), pari a circa il 24% della spesa per l'acquisto del cippato (38.810 euro complessivi), così come sono rilevanti gli interessi annui sui mutui della Cassa depositi e prestiti che ammontano a 12.443 euro/anno.

In tabella 7 sono illustrati i costi di investimento e gestione degli impianti a gasolio e GPL presenti nelle strutture pubbliche prima della realizzazione dell'impianto di teleriscaldamento a biomassa<sup>30</sup>.

**Tab. 5 – Costi di investimento e di gestione con 51 utenze, per la linea produttiva "autoconsumo"**

<b>Costi totali di realizzazione dell'impianto (solo autoconsumo edifici Pubblici) con 51 UTENZE</b>		
<b>Voce di costo</b>	<b>Costi di realizzazione impianto (senza finanziamenti) (€)</b>	<b>Costi di realizzazione (con finanziamento 37% Regione) (€)</b>
Caldaia e accessori impianto, Vano centrale term. e stoccaggio cippato, Rete di teleriscaldamento, Installazione e servizi di ingegneria	214.626	134.978
<b>TOTALE (€)</b>	<b>214.626</b>	<b>134.978</b>
<b>Costi totali di gestione dell'impianto (solo autoconsumo edifici Pubblici) con 51 UTENZE</b>		
<b>Voce di costo</b>	<b>Costi di gestione annui (€)</b>	<b>Costi di gestione con finanziamento 37% Regione (€)</b>
Manutenzione ordinaria (€/anno)	627	627
Manutenzione straordinaria (€/anno)	314	314
Acquisto cippato (€/anno)	12.170	12.170
Costo dell'energia elettrica (€/anno)	2.879	2.879
Interessi annui mutuo CDP (€/anno)	6.204	3.902
<b>TOTALE (€)</b>	<b>22.193</b>	<b>19.890</b>

<sup>29</sup> È stata esaminata anche la condizione in assenza di qualsiasi finanziamento (colonna sinistra) per evidenziare l'eventuale sostenibilità in assenza di contribuzioni pubbliche.

<sup>30</sup> In pratica, si tratta di un impianto di potenza equivalente a quello illustrato in tabella 5, ma alimentato a combustibili fossili

**Tab. 6 – Costi di investimento e di gestione con 51 utenze, per la linea produttiva “vendita calore”**

<b>Costi totali di realizzazione dell'impianto (solo vendita di energia edifici privati) con 51 UTENZE</b>		
<b>Voce di costo</b>	<b>Costi di realizzazione impianto (senza finanziamenti) (€)</b>	<b>Costi di realizzazione (con finanziamento 37% Regione) (€)</b>
Caldaia e accessori impianto, Vano centrale term. e stoccaggio cippato, Rete di teleriscaldamento, Installazione e servizi di ingegneria	469.824	295.472
<b>TOTALE (€)</b>	<b>469.824</b>	<b>295.472</b>
<b>Costi totali di gestione dell'impianto (solo vendita di energia edifici privati) con 51 UTENZE</b>		
<b>Voce di costo</b>	<b>Costi di gestione annui (€)</b>	<b>Costi di gestione con finanziamento 37% Regione (€)</b>
Manutenzione ordinaria (€/anno)	1.372	1.372
Manutenzione straordinaria (€/anno)	686	686
Acquisto cippato (€/anno)	26.640	26.640
Costo dell'energia elettrica (€/anno)	6.301	6.301
Interessi annui mutuo CDP (€/anno)	13.582	8.541
<b>TOTALE (€)</b>	<b>48.581</b>	<b>43.541</b>

**Tab. 7 – Costi di installazione e gestione degli impianti alternativi a gasolio e GPL presenti ex-ante nelle strutture pubbliche**

<b>Costi totali di realizzazione dell'impianto alternativo a Gasolio</b>	
<b>Voce di costo</b>	<b>Costi di realizzazione impianti (€)</b>
Caldaia e accessori impianto, vano centrale termica e stoccaggio cippato, rete di teleriscaldamento, installazione e servizi di ingegneria	118.044
<b>TOTALE (€)</b>	<b>118.044</b>
<b>Costi totali di gestione dell'impianto a Gasolio</b>	
<b>Voce di costo</b>	<b>Costi di gestione annui (€/anno)</b>
Manutenzione ordinaria e straordinaria	1.028
Costo di acquisto del gasolio e del GPL (€/anno)	21.646
Costo dell'energia elettrica (€/anno)	2.447
Interessi annui mutuo CDP (€/anno)	3.412
<b>TOTALE (€)</b>	<b>28.533</b>

In tabella 8 sono illustrati i risultati economici derivati dalla valutazione congiunta delle due linee di produzione (autoconsumo e vendita). In questo caso, il tempo di ritorno dell'investimento è di 10 anni, il risparmio attualizzato è pari a 165.495 euro, mentre il risparmio su base annua supera i 13.000 euro. Il saggio di rendimento interno (SIR) è invece pari al 9%<sup>31</sup>, mentre il *Pbep* si attesta a oltre 84 euro. Il costo medio di produzione unitario dell'energia nei 15 anni è invece pari a 59 €/MWh, molto inferiore rispetto ai 153 €/MWh della situazione pregressa (Tab. 8).

Passando a esaminare la sola linea produttiva "vendita energia" (Tab. 9), emerge che il tempo di ritorno risulta elevato (12 anni), così come il SIR appare contenuto (5,6%). Tale condizione è connessa al fatto che la linea produttiva "vendita di energia" non è a regime, ovvero, non si sono ancora allacciate tutte le utenze previste in fase progettuale (80 utenze). Malgrado questo, anche se venissero mantenute le 51 utenze attuali, la linea produttiva "vendita energia" sarebbe comunque in attivo, con un utile su base annua di 5.822 euro (tabella 9). In assenza del cofinanziamento pubblico, tale linea produttiva sarebbe invece risultata in passivo, con una perdita su base annua di 11.907 euro. Tale perdita sarebbe però compensabile da un innalzamento del prezzo di vendita dell'energia dagli attuali 45 €/MWh, ai 62,78 €/MWh (*Pbep* del calore, Tab. 9). Si tratterebbe comunque di un prezzo concorrenziale rispetto al costo dell'energia da combustibili fossili (120-150 €/MWh).

In tabella 10 sono illustrati i risultati economici in condizioni di impianto a regime, ovvero con 80 utenze private allacciate a partire dal 2012/2013. Con tale configurazione, i risultati economici sarebbero migliori. Il tempo di ritorno dell'investimento si ridurrebbe a 7 anni, il risparmio attualizzato sarebbe pari a 390.538 euro e il SIR raggiungerebbe il 16,3%, quindi superiore rispetto al costo del denaro acquisito c/o la CDP (4,08%). Il *Pbep* del cippato si attesterebbe a 100 euro.

In queste condizioni, la somma dei risparmi medi annui conseguiti dalle strutture pubbliche e degli utili annui derivati dalla vendita dell'energia alle 80 utenze private si attesterebbe a 61.580 euro/anno.

La linea produttiva "vendita di energia" sarebbe efficiente sia con l'attuale cofinanziamento ( $\Delta VAN=291.569$  euro), sia senza cofinanziamento ( $\Delta VAN=60.456$  euro) (tabella 11). Il tempo di ritorno si ridurrebbe a 7 anni, mentre il *Pbep* del calore venduto scenderebbe a 32,48 €/MWh<sup>32</sup>.

<sup>31</sup> È opportuno ricordare che l'energia termica attualmente consumata dagli edifici pubblici è circa il 93% in più di quando era prodotta con combustibili fossili, mentre i privati hanno avuto incrementi dei consumi termici di oltre il 22%.

<sup>32</sup> Anche in questo caso, è plausibile ipotizzare che le 29 utenze private che si aggiungeranno nel 2012/2013 avranno un incremento di energia utile impiegata analogo alle 51 utenze già allacciate. Per tale ragione i costi medi di produzione dell'energia si attestano a 64 €/MWh (senza cofinanziamento) e 52 €/MWh nella situazione attuale con finanziamento regionale.

**Tab. 8 – Valutazione complessiva della linea produttiva di “autoconsumo” e della linea produttiva “vendita energia” termica considerando i primi due anni con 40 utenze e successivi 13 anni con 51 utenze<sup>33</sup>**

<b>Indici di efficienza finanziaria complessiva (autoconsumo+vendita) con 51 UTENZE a regime</b>		
<b>Parametri</b>	<b>senza finanziamento iniziale</b>	<b>con finanziamento della Regione del 37%</b>
Tempo di ritorno (anni)	16	10
$\Delta VAC$ (€)	-166.785	165.495
Saggio di Rendimento Interno (%)	NC	9,0%
Prezzo di BEP del cippato (inclusa iva 10%) (€/t s.f.)	39,70	84,30
Risparmio o perdite medie annue derivate dall'autoconsumo di energia in strutture pubbliche e dalla vendita di energia a privati (€/anno)	-13.224	13.122
Energia mediamente consumata dalle strutture pubbliche nei 15 anni EX-POST	6.542	6.542
Energia mediamente consumata dalle strutture pubbliche nei 15 anni EX-ANTE	3.125	3.125
Costo medio di produzione dell'energia nei 15 anni sia per edifici pubblici che privati €/MWh EX-POST	76	59
Costo medio di produzione dell'energia nei 15 anni sia per edifici pubblici che privati €/MWh EX-ANTE	153	
Risparmi medi annui, per generare l'attuale quantità di energia (€/anno)	33.739	41.026
Risparmi medi annui, per generare l'attuale quantità di energia consumata dalle sole STRUTTURE PUBBLICHE e UTILI derivati dalla vendita dell'energia ai privati (€/anno)	21.833	46.848

## 5. CONCLUSIONI

Il presente studio ha esaminato, in modo puntuale, l'efficienza finanziaria di due impianti di teleriscaldamento alimentati a biomasse legnose di origine forestale. In particolare, sono stati esaminati due tipi di filiera bosco-legno-energia che, in relazione alle caratteristiche organizzative ed alle performance economico-finanziarie, sembrano avere le maggiori opportunità in termini di replicabilità e sostenibilità nel contesto regionale toscano.

L'obiettivo generale del contributo era soprattutto quello di confermare, con dati oggettivi rilevati monitorando alcuni impianti esistenti, la sostenibilità finanziaria dell'investimento anche in assenza di sostegno pubblico all'iniziativa.

<sup>33</sup> Tali risultati sono cautelativi, in quanto la valutazione si basa sulla comparazione dei costi oggettivamente rilevati ex-ante ed ex-post. In questo caso è stato però rilevato che l'energia utile delle sole utenze pubbliche è aumentata del 109%, mentre quella delle utenze private è aumentata del 22%. Sono quindi particolarmente significative, per la comparazione degli effetti economici, le variazioni del costo di produzione unitario e i risparmi su base annua conseguibili, perché riferiti all'unità di energia prodotta.

**Tab. 9 – Valutazione della sola linea produttiva “vendita energia” con 40 utenze per i primi 2 anni e con 51 utenze per gli anni successivi**

<b>Indici di efficienza finanziaria (solo linea produttiva “vendita energia”) con 51 UTENZE a regime</b>		
<b>Parametri</b>	<b>senza finanziamento iniziale</b>	<b>con finanziamento della Regione del 37%</b>
Tempo di ritorno (anni)	16	12
$\Delta$ VAN (€)	-150.168	73.425
Saggio di Rendimento Interno (%)	NC	5,6%
Quantità di Break Even Point di energia venduta (MWh/anno)	1276	797
Numero minimo di utenze	69	43
Prezzo di BEP del Calore inclusa IVA e Credito d'imposta (€/MWh)	88,60	68,40
Prezzo di BEP del Calore inclusa IVA alle utenze (€/MWh)	62,78	42,58
Perdite/utile annuo dell'attività di vendita di energia (€/anno)	-11.907	5.822
Energia mediamente consumata dalle strutture private nei 15 anni	14.320	14.320
Costo medio di produzione dell'energia nei 15 anni sia per edifici pubblici che privati (€/MWh)	76	59

**Tab. 10 – Valutazione complessiva della linea produttiva “autoconsumo” più linea produttiva “vendita energia” termica considerando anche la dinamica da 40 utenze per primi 2 anni, 51 utenze per il terzo anno e 80 utenze per gli anni successivi**

<b>Indici di efficienza finanziaria complessiva (autoconsumo+vendita) con 80 UTENZE a regime</b>		
<b>Parametri</b>	<b>senza finanziamento iniziale</b>	<b>con finanziamento della Regione del 37%</b>
Tempo di ritorno (anni)	13	7
$\Delta$ VAC (€)	81.251	390.538
Saggio di Rendimento Interno (%)	4,25%	16,3%
Prezzo di BEP del cippato (inclusa iva 10%) (€/t s.f.)	70,00	100,00
Risparmio o perdite medie annue derivate dall'autoconsumo di energia in strutture pubbliche e dalla vendita di energia a privati (€/anno)	6.442	30.965
Energia mediamente consumata dalle strutture pubbliche nei 15 anni EX-POST	6.542	6.542
Energia mediamente consumata dalle strutture pubbliche nei 15 anni EX-ANTE	3.125	3.125
Costo medio di produzione dell'energia nei 15 anni sia per edifici pubblici che privati €/MWh EX-POST	64	52
Costo medio di produzione dell'energia nei 15 anni sia per edifici pubblici che privati €/MWh EX-ANTE	140	
Risparmi medi annui, per generare l'attuale quantità di energia consumata dalle sole STRUTTURE PUBBLICHE (€/anno)	33.221	38.462
Risparmi medi annui, per generare l'attuale quantità di energia consumata dalle sole STRUTTURE PUBBLICHE e UTILI derivati dalla vendita dell'energia ai privati (€/anno)	38.015	61.580



**Tab. 11 – Valutazione della sola linea produttiva “vendita energia” con 40 utenze per i primi 2 anni, 51 utenze per il terzo anno e con 80 utenze per gli anni successivi**

<b>Indici di efficienza finanziaria (solo linea produttiva “vendita energia”) con 80 UTENZE a regime</b>		
<b>Parametri</b>	<b>senza finanziamento iniziale</b>	<b>con finanziamento della Regione del 37%</b>
Tempo di ritorno (anni)	13	7
$\Delta VAN$ (€)	60.456	291.569
Saggio di Rendimento Interno (%)	3,97%	13,5%
Quantità stimata di energia venduta MWh/anno	1497	1497
Numero di utenze	80	80
Prezzo di BEP del Calore inclusa IVA e Credito d'imposta (€/MWh)	71,40	58,30
Prezzo di BEP del Calore inclusa IVA alle utenze (€/MWh)	45,58	32,48
Perdite/utile annuo dell'attività di vendita di energia (€/anno)	4.793	23.118
Energia mediamente consumata dalle strutture private nei 15 anni	22.462	22.462
Costo medio di produzione dell'energia nei 15 anni sia per edifici pubblici che privati (€/MWh)	64	52

I risultati sono stati confortanti, soprattutto rispetto alle PPAA. che intendono promuovere la realizzazione di tali investimenti in una configurazione di autogestione e autoconsumo (es. ex CML Fivizzano). Nel caso di progetti finalizzati all'autogestione della PPAA. per autoconsumo delle strutture pubbliche e per la vendita di energia a privati (es. Comune di S. Romano), i risultati sono positivi, anche se appare evidente l'esigenza di garantire, già in fase di conclusione dell'infrastruttura, l'allaccio alla rete da parte di tutte le utenze previste in fase progettuale. In tal modo sarà possibile assicurare efficienti performance finanziarie dell'investimento.

Gli esiti e le considerazioni qui espone rappresentano solo una piccola parte dei risultati conseguiti nel corso del progetto transfrontaliero BIOMASS. Valutazioni in merito agli effetti ambientali indotti dall'attivazione di tali filiere e agli effetti socio-economici generati rispetto alle produzioni foresta-legno tradizionali (legna da ardere, paleria ecc.), e rispetto alla comunità locale, saranno oggetto di specifici approfondimenti<sup>34</sup>.

Dimostrare, con dati oggettivi e non con stime parametriche, la sostenibilità economica delle imprese di produzione energetica (gestori degli impianti di teleriscaldamento) è un importante risultato, ma non è garanzia di sostenibilità di lungo periodo di tutta la filiera. Affinché ciò avvenga è, infatti, necessario favorire le produzioni locali dei biocombustibili e assicurare benefici economici a tutti gli attori: imprese di produzione forestale (proprietari

<sup>34</sup> Le esigenze editoriali non consentono una adeguata trattazione dei molteplici risultati emersi nel corso del progetto BIOMASS. Approfondimenti specifici, saranno dunque oggetto di successivi contributi.

forestali), imprese di utilizzazione forestale, gestori di impianti di teleriscaldamento e utenti finali. Solo in tal modo sarà possibile garantire effetti diretti sul miglioramento dei boschi, sullo sviluppo del territorio rurale e sul mantenimento delle aree rurali, sostenendo il miglioramento della qualità della vita delle comunità rurali e favorendo ricadute economiche sulle aree montane svantaggiate.

## Bibliografia

- AA.VV. (2006), *Woodland energy. La filiera legno – energia come strumento di valorizzazione delle biomasse legnose agroforestali*, Programma PROBIO MiPAF, ARSIA.
- Balsari P., Manzone M. (2010), *Evaluation of different wood chips storage techniques*, Proceeding FORMEC 2010 Forest Engineering: Meeting the Needs of the Society and the Environment July 11-14, 2010, Padova, Italy.
- Fagarazzi C. Bernetti I., (2008) (a cura di), *Valutazione della domanda di biocombustibili solidi (legno cippato) nell'area dell'Appennino Pistoiese*, Centro Editoriale Toscano, Firenze.
- Fagarazzi C, Sacchelli S., Ciampi C. (2012), *Modelli di analisi per la definizione dell'offerta sostenibile di agrienergie in Toscana*, in Fagarazzi C, Sacchelli S., Ciampi C. (a cura di) *Territori ad alta energia: Governo del territorio e pianificazione energetica sostenibile: Metodi ed esperienze*, FUP - Firenze University Press, Firenze, in corso di stampa.
- Fagarazzi C. (2007), *La contabilità operativa nelle imprese industriali del settore legno*, in Bernetti I, Romano S. (a cura di), *Economia delle risorse forestali*, Liguori Editore, Genova.
- Fagarazzi C., Nibbi L., Tirinnanzi A., (2011) *Come monitorare le filiere e gli impianti esistenti al fine di massimizzare la resa economica e migliorare l'impatto ambientale*, in *Politiche e strumenti per la valorizzazione delle biomasse come fonte energetica rinnovabile - Le biomasse nell'area di cooperazione transfrontaliera: disponibilità di risorsa e proposte di governance*, Editore Provincia di Lucca, <<http://www.biomass-it-fr.eu>>.
- Hellrig B. (2011), Numeri per la dendroenergetica, edizione provvisoria. <<http://www.tesaf.unipd.it/pettenella/papers/AltraDocumentazione/numeri.pdf>>, Padova.
- Han H.S., Halbrook J., Pan F., Salazar L. (2010), Economic evaluation of a roll-off trucking system removing forest biomass resulting from shaded fuelbreak treatments, *Biomass and Bioenergy*, 34 pp. 1006-1016.
- ISTAT (2007), Le utilizzazioni forestali, <<http://www.istat.it/agricoltura/datiagri/foreste>> (03/2011), Roma.
- Krajnc N., Domac J. (2007), How to model different socio-economic and environmental aspects of biomass utilisation: Case study in selected regions in Slovenia and Croatia, *Energy Policy*, 35 pp. 6010-6020.
- Regione Toscana, ARSIA (2010), *Compagnia delle Foreste. Rapporto sullo stato delle foreste in Toscana 2009*, Litograf Editor, Perugia.

